FRACTURACIÓN HIDRÁULICA

Nota del editor: En 2006, SPE honró a nueve pioneros de la industria de la fracturación hidráulica como *Leyendas de la Fracturación Hidráulica*. Claude E. Cooke Jr., Francis E. Dollarhide, Jacques L. Elbel, C. Robert Fast, Robert R. Hannah, Larry J. Harrington, Thomas K. Perkins, Mike Prats y H.K. van Poollen fueron reconocidos como figuras fundamentales en el desarrollo de nuevas tecnologías y en el avance del campo a través de sus roles como investigadores, consultores, instructores y autores de artículos técnicos de referencia. A continuación se presenta un extracto del nuevo CD-ROM *Leyendas de la Fracturación Hidráulica* de SPE, que contiene una visión general extendida de la historia de la tecnología, una lista de más de 150 trabajos técnicos publicados por estas leyendas, reflexiones personales de algunos de ellos y sus colegas, y fotografías históricas.

UNA TECNOLOGÍA PERDURABLE

Historia de la FRACTURACIÓN HIDRÁULICA

Carl T. Montgomery y Michael B. Smith, NSI Technologies

Desde que Stanolind Oil introdujo la fracturación hidráulica en 1949, se han realizado casi 2,5 millones de tratamientos de fractura en todo el mundo. Se estima que aproximadamente el 60% de todos los pozos perforados hoy en día son fracturados. La estimulación por fractura no solo aumenta la tasa de producción, sino que también se le atribuye la incorporación de reservas: 9.000 millones de barriles de petróleo y más de 700 Tscf de gas añadidos desde 1949 a las reservas de EE. UU. únicamente, que de otro modo habrían sido antieconómicas de desarrollar. Además, al acelerar la producción, se ha incrementado el valor presente neto de las reservas.

La fracturación puede rastrearse hasta la década de 1860, cuando se utilizó nitroglicerina líquida (y posteriormente solidificada) para estimular pozos someros en roca dura en Pensilvania, Nueva York, Kentucky y Virginia Occidental. Aunque extremadamente peligrosa y a menudo utilizada ilegalmente, la nitroglicerina fue espectacularmente exitosa para el 'disparo' de pozos petroleros. El objetivo era romper, o 'rubblizar', la formación productora de petróleo para aumentar tanto el flujo inicial como la recuperación final. Este mismo principio de fracturación se aplicó pronto con igual efectividad en pozos de agua y gas.

En la década de 1930, se comenzó a experimentar con la inyección de un fluido no explosivo (ácido) en el subsuelo para estimular un pozo. El fenómeno de 'apertura por presión' fue reconocido en operaciones de acidificación de pozos como un medio de crear una fractura que no se cerraría completamente debido al grabado ácido. Esto dejaría un canal de flujo hacia el pozo y mejoraría la productividad. El fenómeno fue confirmado en campo, no solo con tratamientos ácidos, sino también durante inyección de agua y operaciones de cementación a presión.

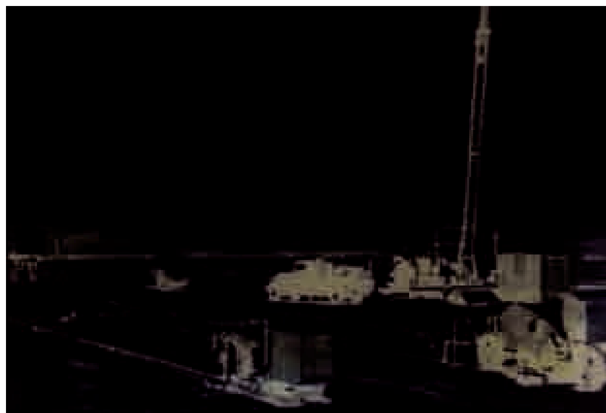


Fig. 1 — En 1947, Stanolind Oil realizó el primer experimento de fracturación en el campo Hugoton, ubicado en el suroeste de Kansas. El tratamiento utilizó napalm (gasolina gelificada) y arena del río Arkansas.

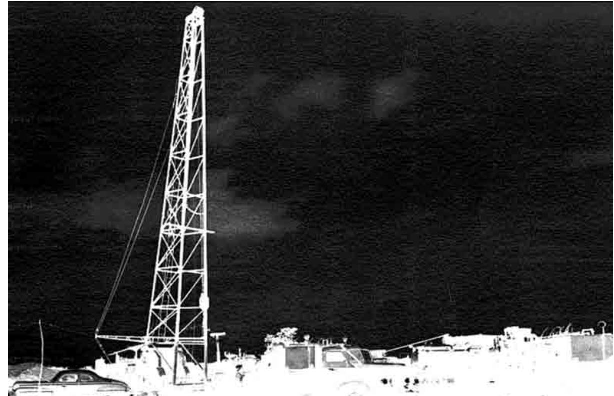


Fig. 2 — El 17 de marzo de 1949, Halliburton realizó los primeros dos tratamientos comerciales de fracturación en el condado de Stephens, Oklahoma, y el condado de Archer, Texas.

Sin embargo, fue Floyd Farris de Stanolind Oil and Gas Corporation (Amoco) quien realizó un estudio en profundidad para establecer una relación entre el rendimiento observado de los pozos y las presiones de tratamiento. A partir de este trabajo, Farris concibió la idea de fracturar hidráulicamente una formación para mejorar la producción de pozos de petróleo y gas.

El primer tratamiento experimental para 'Hydrafrac' un pozo para estimulación se realizó en el campo de gas Hugoton en el condado de Grant, Kansas, en 1947 por Stanolind Oil. Se inyectaron 1.000 galones de gasolina espesada con ácido nafténico y aceite de palma (napalm), seguidos de un rompedor de gel, para estimular una formación calcárea productora de gas a 2.400 pies. La capacidad de entrega del pozo no cambió apreciablemente, pero fue un comienzo.

En 1948, el proceso Hydrafrac fue presentado más ampliamente a la industria en un artículo escrito por J.B. Clark de Stanolind Oil. Se emitió una patente en 1949, con una licencia exclusiva otorgada a la Halliburton Oil Well Cementing Company (Howco) para bombear el nuevo proceso Hydrafrac.

Howco realizó los primeros dos tratamientos comerciales de fracturación, uno con un costo de USD 900 en el condado de Stephens, Oklahoma, y otro con un costo de USD 1.000 en el condado de Archer, Texas, el 17 de marzo de 1949, utilizando petróleo crudo del yacimiento o una mezcla de crudo y gasolina, y de 100 a 150 libras de arena. En el primer año, se trataron 332 pozos con un aumento promedio de producción del 75%.

Las aplicaciones del proceso de fracturación crecieron rápidamente y aumentaron el suministro de petróleo en los Estados Unidos mucho más allá de lo anticipado. Los tratamientos alcanzaron más de 3.000 pozos por mes durante períodos de mediados de los años 50. El primer trabajo de fracturación de medio millón de libras en el mundo libre fue realizado en octubre de 1968 por Pan American Petroleum Corporation (luego Amoco, ahora BP) en el condado de Stephens, Oklahoma.

En 2008, se completaron más de 50.000 etapas de fractura en todo el mundo a un costo de entre USD 10.000 y USD 6 millones. Actualmente es común tener entre 8 y 40 etapas de fractura en un solo pozo. Se estima que la fracturación hidráulica ha incrementado las reservas recuperables de petróleo de EE. UU. en al menos un 30% y las de gas en un 90%.

Fluidos y Agentes de Sostenimiento

Poco después de los primeros trabajos, el tratamiento de fractura promedio consistía en aproximadamente 750 galones de fluido y 400 libras de arena. Hoy en día, los tratamientos promedian aproximadamente 60.000 galones de fluido y 100.000 libras de agente de sostenimiento, siendo los tratamientos más grandes superiores a 1 millón de galones de fluido y 5 millones de libras de agente de sostenimiento.

Fluidos

Los primeros tratamientos de fractura se realizaron con crudo gelificado. Más tarde se usó queroseno gelificado. Para la segunda mitad de 1952, una gran proporción de los tratamientos se realizaba con aceites refinados y crudos. Estos fluidos eran económicos, permitiendo mayores volúmenes a menor costo. Sus menores viscosidades exhibían menos fricción que el gel viscoso original. Con la llegada en 1953 del agua como fluido de fracturación, se desarrollaron varios agentes gelificantes. La primera patente (US Patent 3058909) sobre guar entrecruzado con borato fue emitida a Loyd Kern con Arco el 16 de octubre de 1962.

A principios de la década de 1970, una innovación importante en fluidos de fracturación fue el uso de agentes de entrecruzamiento basados en metales para mejorar la viscosidad de fluidos de fracturación gelificados a base de agua para pozos de alta temperatura. Los fluidos acuosos como ácido, agua y salmueras se usan ahora como fluido base en aproximadamente el 96% de todos los tratamientos de fracturación que emplean un agente de sostenimiento.

Las mejoras en los entrecruzantes y agentes gelificantes han resultado en sistemas que permiten que el fluido alcance el fondo del pozo en pozos de alta temperatura antes del entrecruzamiento, minimizando así los efectos del alto cizallamiento en la tubería. Se han desarrollado agentes gelificantes ultralimpios y sistemas de rompedores encapsulados para minimizar el daño a la conductividad de la fractura.

Agentes de Sostenimiento (Proppants)

El primer tratamiento de fracturación usó arena de río tamizada como agente de sostenimiento. Se ha seguido una serie de tendencias en el tamaño de arena, desde muy grande hasta pequeño, pero desde el principio, la arena de malla –20 +40 US estándar ha sido la más popular, y actualmente aproximadamente el 85% de la arena usada es de este tamaño. Numerosos agentes de sostenimiento han sido evaluados a lo largo de los años, incluidos pellets de plástico, perdigones de acero, perlas de vidrio indias, pellets de aluminio, perlas de vidrio de alta resistencia, cáscaras de nuez redondeadas, arenas recubiertas con resina, bauxita sinterizada y zirconio fundido.

La concentración de arena permaneció baja hasta mediados de la década de 1960, cuando se introdujeron fluidos viscosos como gel entrecruzado a base de agua y aceite refinado viscoso. La tendencia entonces cambió del concepto de monocapa o monocapa parcial a bombear concentraciones de arena más altas. Desde entonces, la concentración ha aumentado casi continuamente, con un aumento agudo en los últimos años. Actualmente no es raro usar concentraciones de agente de sostenimiento promediando 5 a 8 lbm/gal durante el tratamiento, con una concentración baja al inicio del trabajo, aumentando hasta 20 lbm/gal hacia el final.



Fig. 3 — Instalación de fabricación de bombas de fractura en 1955. Estas bombas de control remoto eran impulsadas por motores de avión Allison de 1.475 hp excedentes de la Segunda Guerra Mundial.

Equipos de Bombeo y Mezcla

La potencia hidráulica (hhp) por tratamiento ha aumentado de un promedio de aproximadamente 75 hhp a más de 1.500 hhp. Hay casos donde, con hasta 15.000 hhp disponibles, se usaron más de 10.000 hhp, en marcado contraste con algunos trabajos tempranos donde solo se empleaban 10 a 15 hhp.

Los trabajos iniciales se realizaban a tasas de 2 a 3 bbl/min. Esto aumentó rápidamente hasta principios de la década de 1960, cuando se estabilizó en el rango de 20 bbl/min. En 1976, Othar Kiel comenzó a usar fracturas de 'hesitación' de alta tasa para causar lo que llamó fracturas 'dendríticas'. Hoy, en los juegos de gas de pizarra no convencional, las ideas de Kiel se usan donde las tasas de bombeo superan los 100 bbl/min.



Fig. 4 — Mezclador de arena tipo tornillo de época temprana.

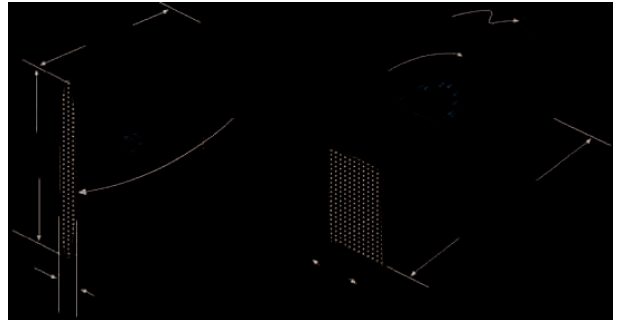


Fig. 5 — Mezclador/unidad de dosificación de fluido/agente moderno.

Durante los primeros años, la arena se añadía al fluido de fracturación vertiéndola en un tanque sobre la succión. Más tarde, con fluidos menos viscosos, se usó un mezclador de lotes tipo cinta o paleta. Poco después, se desarrolló un mezclador dosificador continuo que utiliza un tornillo para elevar la arena hacia la tina de mezcla.

El equipo de mezcla se ha vuelto muy sofisticado para satisfacer la necesidad de dosificar un gran número de aditivos secos y líquidos, mezclándolos uniformemente en el fluido base y añadiendo las diversas concentraciones de arena u otros agentes de sostenimiento. Para manejar grandes volúmenes de agente de sostenimiento, se desarrollaron instalaciones especiales de almacenamiento.



Fig. 6 — Bomba de fractura de control remoto de los años 50, impulsada por motores de avión Allison de la Segunda Guerra Mundial excedentes.

Diseño del Tratamiento de Fractura

Los primeros tratamientos fueron diseñados usando tablas, nomogramas y cálculos complejos para determinar el tamaño apropiado, que generalmente era de cerca de 800 galones de fluido con arena a concentraciones de 0,5 a 0,75 lbm/gal. Este método, en gran parte de prueba y error, se empleó hasta mediados de la década de 1960, cuando se desarrollaron programas para computadoras simples.

Los programas originales se basaron en el trabajo desarrollado por Khristianovic y Zheltov (1955), Perkins y Kern (1961), y Geertsma y de Klerk (1969) sobre eficiencia del fluido y la forma de un sistema de fractura en dos dimensiones (Fig. 7). Estos programas fueron una gran mejora, pero estaban limitados en su capacidad para predecir la altura de la fractura.



Fig. 7 — Modelos tempranos de geometría de fractura en 2D (PKN: Perkins & Kern; GDK: Geertsma & de Klerk).

A medida que las capacidades computacionales han aumentado, los programas de diseño de tratamiento de fractura han evolucionado para incluir programas de elementos finitos completamente mallados que predicen la geometría de la fractura y las propiedades de flujo en tres dimensiones (Fig. 8). Hoy, hay programas disponibles para obtener un perfil de temperatura del fluido de tratamiento durante un tratamiento de fracturación.

Se han desarrollado modelos para simular la forma en que los fluidos se mueven a través de la fractura y la forma en que el agente de sostenimiento se distribuye. A partir de estos modelos, se pueden determinar los incrementos de producción. Los modelos también pueden usarse para hacer una correspondencia histórica de la producción posterior a un tratamiento de fracturación. Actualmente se están desarrollando nuevas capacidades que incluirán la interacción de la fractura inducida con fracturas naturales.

Una de las leyendas de la fracturación hidráulica, H.K. van Poollen, realizó trabajo en un modelo electrolítico para determinar el efecto que las longitudes de fractura y la capacidad de flujo tendrían sobre el aumento de producción obtenido de pozos con diferentes radios de drenaje. Hoy existen modelos que predicen la producción de fracturas con flujo multifásico y no-Darcy utilizando cualquier agente de sostenimiento disponible.

Éxitos Históricos de la Fracturación

Muchos campos no existirían hoy sin la fracturación hidráulica. En EE. UU., estos incluyen la tendencia Sprayberry en el oeste de Texas; el campo Pine Island, Louisiana; la cuenca Anadarko; los pozos Morrow en el noroeste de Oklahoma; toda la cuenca San Juan, Nuevo México; la cuenca Denver Julesburg, Colorado; la tendencia del este de Texas y norte de Louisiana, Cotton Valley; las arenas de gas tight del sur de Texas y el oeste de Colorado; el cinturón de cabalgamiento del oeste de Wyoming; y muchas áreas productoras en el noreste de EE. UU.

A medida que el equilibrio global entre la oferta y la demanda obliga a la industria de hidrocarburos hacia recursos más no convencionales, incluyendo esquistos de EE. UU. como los juegos de gas Barnett, Haynesville, Bossier y Marcellus, la fracturación hidráulica continuará desempeñando un papel sustancial en la liberación de reservas que de otro modo serían inalcanzables.

Referencias

Geertsma, J. y de Klerk, F. 1969. A Rapid Method of Predicting Width and Extent of Hydraulically Induced Fractures. *J. Pet. Tech.* 21(12): 1571–1581.

van Poollen, H.K., Tinsley, J.M., y Saunders, C.D. 1958. Hydraulic Fracturing—Fracture Flow Capacity vs. Well Productivity. *Trans., AIME* 213: 91–95. SPE-890-G.

Hubbard y Willis (1956).

Khristianovic, S.A. y Zheltov, Y.P. 1955. Formation of Vertical Fractures by Means of Highly Viscous Liquid. Trabajo 6132 presentado en el 4th World Petroleum Congress, Roma, 6–15 Junio.

Perkins, T.K. y Kern, L.R. (1961). Widths of Hydraulic Fractures. *J. Pet. Tech.*, 13(9): 937–949. SPE-89-PA.

EL DEBATE, LOS HECHOS, EL FUTURO

Robin Beckwith, JPT/JPT Online

Si bien no se llevan estadísticas precisas sobre la industria de la fracturación hidráulica, no cabe duda de que su uso ha crecido precipitadamente en la última década. A pesar de los bajos precios del gas, la actividad de fracturación en Norteamérica está en su punto más alto histórico, con feroz competencia entre las compañías de fracturación, márgenes ajustados y enormes volúmenes. Con un estimado de 4 millones de hhp de equipo siendo construido en EE. UU., hay listas de espera para servicios y suministros, y demoras de hasta 9 meses son comunes. China e India están investigando el potencial de recursos de gas no convencional que exigen el uso de fracturación hidráulica para producir a tasas de flujo comerciales.

Pero no se trata solo del esquisto. Con los ingresos de fracturación hidráulica de las compañías de servicios en 2007 representando un mercado global de USD 13.000 millones (Fig. 1), frente a aproximadamente USD 2.800 millones en 1999, la técnica es ahora más que nunca una práctica vital que permite la explotación económica continua de hidrocarburos en todo el mundo.

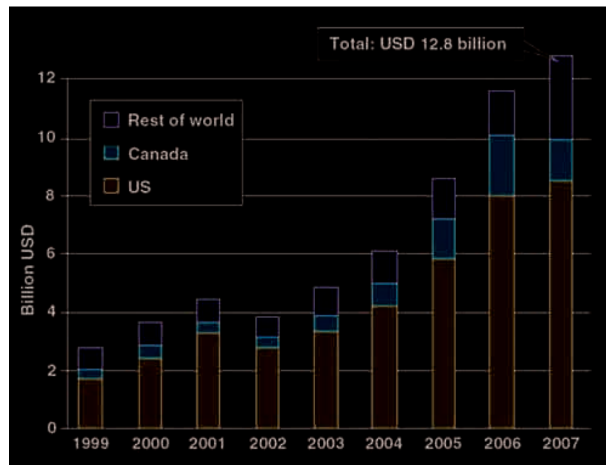


Fig. 1 — Tamaño estimado del mercado global de fracturación desde 1999. *Cortesía: Michael Economides, Energy Tribune.*

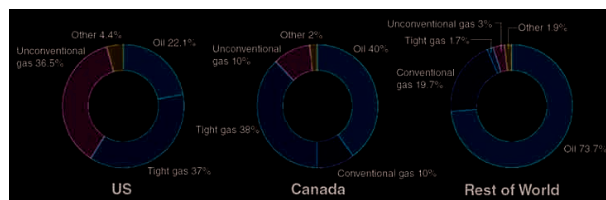


Fig. 3 — Estimación del desglose aproximado de los tratamientos de fractura por tipo de pozo. *Cortesía: Michael Economides, Energy Tribune.*

¿Qué Impulsa el Auge en la Fracturación Hidráulica?

No es sorprendente encontrar que Norteamérica alberga un estimado del 85% del número total de equipos de fracturación hidráulica (Fig. 4), incluyendo equipos terrestres y marinos. El fenomenal aumento en las reservas probadas de gas natural de EE. UU. es el resultado directo de los avances en la fracturación hidráulica y la perforación horizontal.



Fig. 2 — Equipado con 8.250 hhp y bombas y manifolds capaces de 15.000 psi, el *Stim Star Angola* de Halliburton presta una amplia gama de servicios de estimulación en el mar frente a África Occidental. *Foto cortesía: Halliburton.*

Esta tendencia se deriva de su madura y confiable infraestructura, impulsada por la dependencia de una población acostumbrada a crear demanda. El aumento fenomenal en las reservas probadas de gas natural de EE. UU., de un mínimo de 20 años en 1994 de 162,42 Tcf a su estimado de 2009 de 244,66 Tcf, es el resultado directo de los avances en fracturación hidráulica y perforación horizontal.

Los tres países principales en términos de reservas probadas estimadas de gas natural (Rusia, Irán y Qatar) tienen juntos 3.563,55 Tcf, el 57% de las reservas probadas totales estimadas del mundo en 2009 de 6.261,29 Tcf. Así, el futuro a largo plazo de la fracturación hidráulica se extiende mucho más allá de EE. UU.

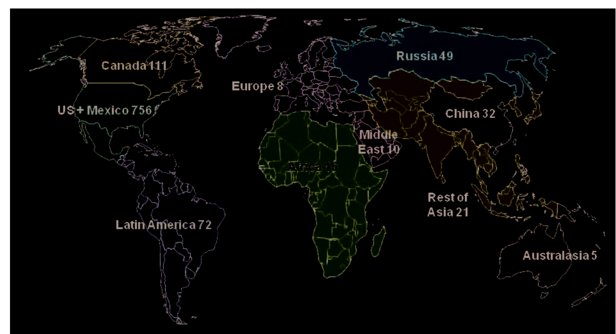


Fig. 4 — Distribución global estimada de equipos de fracturación, incluidos equipos terrestres y embarcaciones marinas.

Manteniendo la Fractura Abierta: Agentes de Sostenimiento

Con el rápido aumento de la fracturación hidráulica en la última década, el número de proveedores de agentes de sostenimiento en todo el mundo ha aumentado de un puñado a más de 30 productores de arena, nueve recubridores de resina y al menos 10 fabricantes de cerámica. Según un estudio global del mercado de 2009, el consumo de agentes fue un mercado de bajo crecimiento durante los años 90, pero aumentó de un estimado de 3.000 millones de libras en 1999 a un consumo total de casi 20.000 millones de libras en 2009.

El tamaño de grano del agente de sostenimiento se ha vuelto más fino a medida que ha aumentado el uso de la fracturación con agua deslizante. El resultado es que hoy en día el uso de arena 30/50 y 40/70, cerámicas 40/80 y arenas de malla 100 de varias graduaciones es común. Norteamérica sigue siendo el fabricante dominante de agente de sostenimiento. Brasil, Rusia y China han establecido capacidades sustanciales de fabricación de agentes sintéticos, todos los cuales exportan a Norteamérica.



Fig. 6 — Agente de sostenimiento en tolva, pozo Haynesville, Louisiana. ***Foto cortesía: Carbo Ceramics.***



Fig. 7 — Arena de fracturación hacia el esquisto Marcellus. ***Foto cortesía: D&I; LLC/Prop'N Rail.***

Impacto Ambiental y El Futuro

En sus comentarios al Congreso Mundial de Energía 2010, Daniel Yergin, presidente de la consultoría IHS CERA, señaló el desarrollo del gas de esquisto como la innovación energética individual más significativa del siglo hasta la fecha. Sin la fracturación hidráulica, junto con los avances en la perforación horizontal, este fenómeno sería físicamente imposible.

Sin embargo, con la explotación de esquisto acercándose cada vez más a áreas de habitación humana y acuíferos dentro de EE. UU., la conciencia pública de la presencia y prácticas de la industria petrolera y gasífera está creciendo. Según el presidente de NSI Technologies, Michael Smith, la mayoría de esta preocupación carece de fundamento, ya que la fracturación se realiza típicamente miles de pies por debajo de los acuíferos y los químicos en los fluidos son en su mayoría bastante benignos.

Mientras que la tasa de crecimiento de la población humana está disminuyendo, nuestra presencia en este planeta, actualmente estimada en 6.880 millones, continúa creciendo, al igual que nuestra dependencia de suministros constantes de petróleo y gas. Yergin predice que la demanda mundial de energía aumentará entre un 32% y un 40% en los próximos 20 años.

Y la fracturación hidráulica continuará siendo utilizada en todo el mundo en una amplia gama de formaciones, incluida la pizarra, como una tecnología que desempeña un papel vital en la liberación de los hidrocarburos de los que dependen las sociedades humanas para su continuidad económica pacífica.

La Fracturación Hidráulica Llega a la Conciencia Pública

La Agencia de Protección Ambiental de EE. UU. estaba diseñando un estudio para examinar la posible relación entre la fracturación hidráulica y el agua potable.

A mediados de septiembre, Wyoming se convirtió en el primer estado de EE. UU. en exigir la divulgación pública de todos los químicos utilizados en la fracturación.

Cuatro documentales sobre fracturación hidráulica (dos a favor y dos en contra) surgieron ese año: *Gasland*, *Haynesville*, *Split Estate* y *Gas Odyssey*.

La clave para lograr mejores resultados reside no solo en el desarrollo de modelos predictivos, sino también en el intercambio e integración de datos. Según Martin Rylance de BP Exploration, 'La fracturación hidráulica es una tecnología muy indulgente', con la capacidad de lograr buenos resultados de manera similar a un producto básico dentro de Norteamérica. Sin embargo, si se hace correctamente, los resultados pueden ser transformadores.

El desarrollo y la aplicación de la tecnología de fracturación hidráulica en EE. UU. ha sido impulsado por compañías independientes, con una base de costos baja y la masa crítica necesaria para aprender y responder rápidamente a los nuevos desarrollos en modelado, planificación, fluidos y tecnología de agentes de sostenimiento.